

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ И РЕСПУБЛИКИ
ТЫВА

КНИГА 1

КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ

СОДЕРЖАНИЕ

Книга 1

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	20
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	20
2.1.1 Энергоузел участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая	20
2.1.2 Энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая.....	23
2.1.3 Энергоузел участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая	25
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	27
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	27
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	36
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	38
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	38
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	38
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	38
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,	

	принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	38
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	39
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	39
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	44
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	45
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	46
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	49
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	49
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Красноярского края	51
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	61
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	61
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	63
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая	65
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	71
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	72
7.1	Основные подходы.....	72
7.2	Исходные допущения.....	73
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	76
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	77
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	79
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	81
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	83

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	85
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	89

Книга 2

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДС	–	деление сети
ДЦ	–	диспетчерский центр
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
ОН	–	отключение нагрузки
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство

СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
СТК	–	статический тиристорный компенсатор реактивной мощности
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭО	–	технико-экономическое обоснование
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$S_{\text{ддн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на 2024–2029 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Красноярский край»;
- книга 2 «Республика Тыва».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю и по Республике Тыва на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

При разработке материалов сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – Красноярского края и Республики Тыва.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Красноярского края и Республики Тыва и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

- филиал ПАО «Россети» – Красноярское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Красноярского края и Иркутской области;

- филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Красноярскэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Красноярского края;

- филиал ПАО «Россети» – Хакаское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Тыва, Республики Хакасия, а также юга Красноярского края;

- АО «Россети Сибирь Тываэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Республики Тыва.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва связана с энергосистемами:

- Республики Алтай и Алтайского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

- Иркутской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт.;

- Кемеровской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

- Томской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

- Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (Филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт.;

- Республики Хакасия (Филиал АО «СО ЕЭС» Хакаское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 7 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

- Республики Монголия (ДЦ АК «Западная региональная энергетическая система Монголии»): ВЛ 110 кВ – 2 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Красноярского края с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Красноярского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «РУСАЛ Красноярск»	2038,0
ОАО «РЖД» (Красноярская ЖД)	649,0
АО «БоАЗ»	491,0
АО «РУСАЛ Ачинск»	338,0
ООО «РН-Ванкор»	273,0
АО «Полюс Красноярск»	148,0
ООО «Электросеть ЕС»	110,0
Более 50 МВт	
АО «ПО «ЭХЗ»	97,0
Электрокотельная «Левобережная»	91,0
Электрокотельная «Западная»	60,0
ООО «КраМЗ-ТЕЛЕКОМ»	56,0
АО «Транснефть-Западная Сибирь» в границах Красноярского края	52,0
Более 20 МВт	
МУПЭС	49,0
АО «КрасЭКо»	46,0
ФГУП «ГХК»	40,0
АО «СУЭК-Красноярск»	40,0
МУП «ШТЭС»	39,0
АО «АНПЗ ВНК»	37,0
Электрокотельная «ТПК»	30,0
ООО «ПЕСЧАНКА ЭНЕРГО»	26,0
АО «КТК»	24,0
АО «Горевский ГОК»	24,0
ООО «Соврудник»	22,0
ООО «КрасКОМ»	22,0
АО «ХК «Сибцем»	21,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, на 01.01.2023 составила 15948,0 МВт, в том числе: ГЭС – 9002,4 МВт, ТЭС – 6945,6 МВт.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	15938,0	–	–	+10,0	–	15948,0
ГЭС	9002,4	–	–	–	–	9002,4
ТЭС	6935,6	–	–	+10,0	–	6945,6

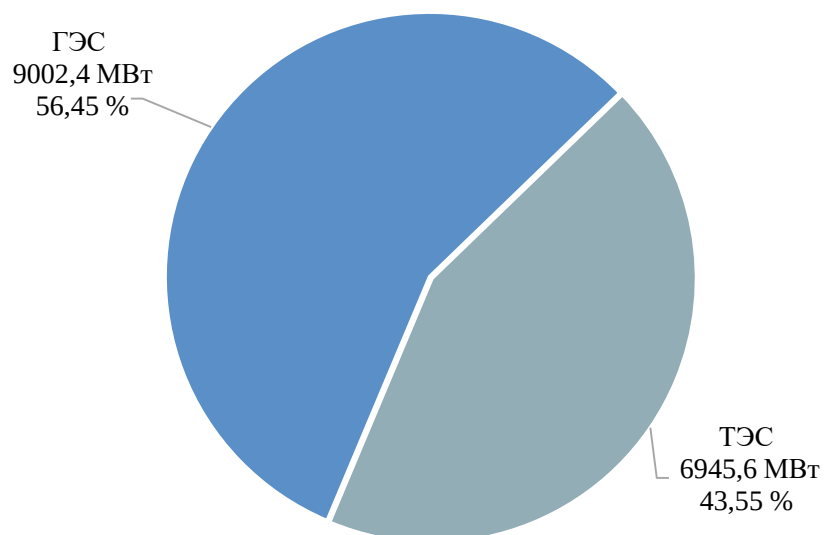


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, по состоянию на 01.01.2023

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю приведена в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва с выделением данных по Красноярскому краю

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
<i>Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	46068	47816	47491	48597	50128
Годовой темп прироста, %	1,12	3,79	-0,68	2,33	3,15
Максимум потребления мощности, МВт	6678	6699	6890	6821	6800
Годовой темп прироста, %	2,80	0,31	2,85	-1,00	-0,31
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6898	7138	6893	7125	7372
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	26.01 14:00	05.02 15:00	28.12 14:00	26.01 08:00	11.12 13:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-34,1	-34,5	-37,7	-34,0	-19,0
<i>Красноярский край</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	45261	47010	46688	47789	49291
Годовой темп прироста, %	1,13	3,86	-0,68	2,36	3,14
Доля потребления электрической энергии Красноярского края в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	98,2	98,3	98,3	98,3	98,3
Максимум потребления мощности ¹⁾ , МВт	6524	6555	6747	6688	6647
Годовой темп прироста, %	2,51	0,48	2,93	-0,87	-0,61
Среднесуточная ТНВ, °С	-35,9	-34,6	-37,7	-34,2	-19
Доля потребления мощности Красноярского края в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	97,7	97,9	97,9	98,1	97,8
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6938	7172	6920	7145	7416

Примечание – ¹⁾ Максимальное потребление мощности совпадает с потреблением мощности Красноярского края на час прохождения максимума энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва.

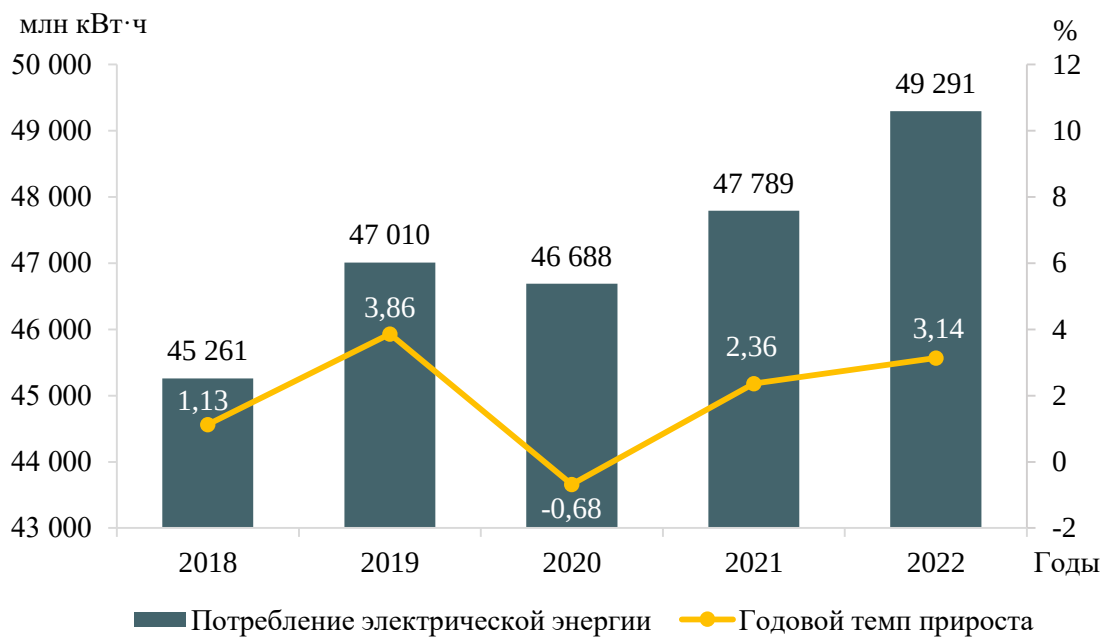


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии по территории Красноярского края и годовые темпы прироста

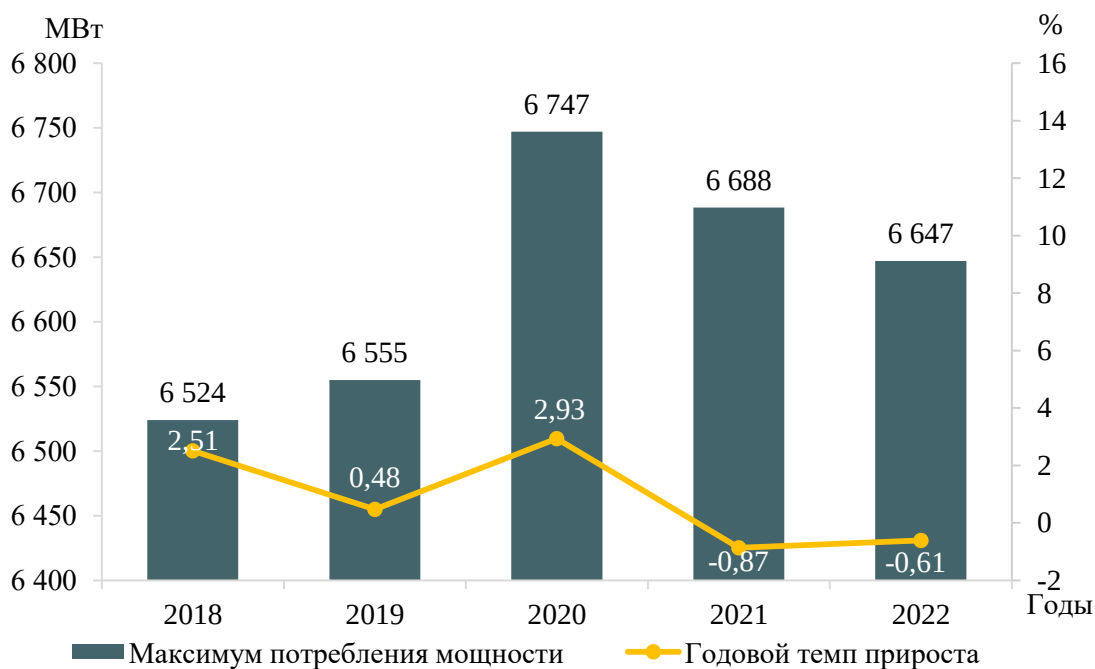


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности Красноярского края и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва увеличилось на 4568 млн кВт·ч и составило в 2022 году 50128 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,93 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,79 % в 2019 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,68 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва увеличился на 304 МВт и составил 6800 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,92 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 2,85 % в 2020 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2021 году и составило 1,00 %.

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии по территории Красноярского края увеличилось на 4536 млн кВт·ч и составило 49291 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,95 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,86 % в 2019 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,68 %.

Доля Красноярского края в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы незначительно увеличилась с 98,2 % в 2018 году до 98,3 % в 2022 году (или на 0,1 процентных пункта).

За период 2018–2022 годов максимальное потребление мощности Красноярского края увеличилось на 283 МВт и составило 6647 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,87 %. Следует отметить, что дату и время прохождения годового максимума потребления мощности энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва определяет потребность Красноярского края.

Наибольший годовой прирост мощности составил 2,93 % в 2020 году, как и по энергосистеме в целом. Наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2021 году и составило 0,87 %, что обусловлено более теплой зимой.

Доля Красноярского края в максимальном потреблении мощности энергосистемы за ретроспективный период незначительно увеличилась: с 97,7 % до 97,8 % (или на 0,1 процентных пункта).

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности Красноярского края обуславливалась следующими факторами:

- запуском в 2019 году второго комплекса первой очереди алюминиевого завода АО «БоАЗ»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- разницей температур наружного воздуха в период прохождения годовых максимумов потребления мощности энергосистемы;
- ростом потребления населением и в сфере услуг.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Красноярского края приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Красноярского края приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Октябрьская – Аэропорт (С-229) до ПС 110 кВ Озёрная протяженностью 0,1 км	ПАО «Россети Сибирь»	2018	0,1 км
2	110 кВ	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Левобережная – Аэропорт (С-230) до ПС 110 кВ Озёрная протяженностью 0,1 км	ПАО «Россети Сибирь»	2018	0,1 км
3	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Чунояр – Богучаны I цепь с отпайками на ПС 110 кВ Приангарская протяженностью 3,8 км с образованием ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны I цепь и ВЛ 110 кВ Приангарская – Чунояр I цепь с отпайками	ПАО «Россети Сибирь»	2018	3,8 км
4	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Чунояр – Богучаны II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Приангарская протяженностью 3,8 км с образованием ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны II цепь и ВЛ 110 кВ Приангарская – Чунояр II цепь с отпайками	ПАО «Россети Сибирь»	2018	3,8 км
5	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Чунояр – Богучаны I цепь с отпайками на ПС 110 кВ Приангарская протяженностью 3,7 км с образованием двух ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны I цепь и ВЛ 110 кВ Приангарская – Чунояр I цепь с отпайками	ПАО «Россети Сибирь»	2018	3,7 км
6	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Чунояр – Богучаны II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Приангарская протяженностью 3,7 км с образованием двух ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны II цепь и ВЛ 110 кВ Приангарская – Чунояр II цепь с отпайками	ПАО «Россети Сибирь»	2018	3,7 км
7	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Тайга – Викторовское I цепь протяженностью 0,45 км	ООО «Соврудник»	2018	0,45 км
8	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Тайга – Викторовское II цепь протяженностью 0,45 км	ООО «Соврудник»	2018	0,45 км
9	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь до ПС 110 кВ БИО-4 протяженностью 37,45 км	АО «Полюс Красноярск»	2019	37,45 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
10	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь до ПС 110 кВ БИО-4 протяженностью 37,45 км	АО «Полус Красноярск»	2019	37,45 км
11	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Тайга – Высокое с отпайкой на ПС 110 кВ Нойбинская I цепь протяженностью 119,9 км	ООО «Соврудник»	2020	119,9 км
12	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Тайга – Высокое с отпайкой на ПС 110 кВ Нойбинская II цепь протяженностью 119,9 км	ООО «Соврудник»	2020	119,9 км
13	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Узловая – Шумково-0 I цепь с отпайками до ПС 110 кВ П-4 протяженностью 0,0966 км	АО «КрасЭКо»	2020	0,0966 км
14	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ БИО-4 до ПС 110 кВ Видная протяженностью 0,88 км	АО «Полус Красноярск»	2021	0,88 км
15	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ БИО-4 до ПС 110 кВ Видная протяженностью 0,88 км	АО «Полус Красноярск»	2021	0,88 км
16	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Крупская тяговая – Курагино тяговая (Д-26) и ВЛ 220 кВ Курагино тяговая – Ирбинская (Д-27) с их объединением через участок протяженностью 1,18 км и образованием ВЛ 220 кВ Ирбинская – Крупская тяговая	ПАО «Россети»	2021	1,18 км
17	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ирбинская – Кошурниково тяговая (Д-28) и ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Щетинкино тяговая (Д-29) с их объединением через участок протяженностью 0,77 км и образованием ВЛ 220 кВ Ирбинская – Щетинкино тяговая	ПАО «Россети»	2021	0,77 км
18	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Камала-1 – Саянская тяговая №1 с переустройством трассы линии протяженностью 0,56 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	2021	0,56 км
19	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Крол тяговая протяженностью 68,64 км	ПАО «Россети»	2021	68,64 км
20	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая протяженностью 71,1 км	ПАО «Россети»	2021	71,1 км
21	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Кравченко тяговая – Крол тяговая протяженностью 90,71 км	ПАО «Россети»	2021	90,71 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
22	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Щетинкино тяговая – Крол тяговая (Д-30) и ВЛ 220 кВ Крол тяговая – Мана тяговая (Д-31) с их объединением через участок протяженностью 1,94 км и образованием ВЛ 220 кВ Мана тяговая – Щетинкино тяговая	ПАО «Россети»	2021	1,94 км
23	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Минусинская-опорная – Курагино тяговая протяженностью 77,42 км	ПАО «Россети»	2021	77,42 км
24	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Саянская тяговая – Кравченко тяговая с заменой опор и провода протяженностью 45,99 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	2021	45,99 км
25	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Мана тяговая – Кравченко тяговая (Д-32) и ВЛ 220 кВ Кравченко тяговая – Саянская тяговая (Д-33) с их объединением через участок протяженностью 1,15 км и образованием ВЛ 220 кВ Саянская тяговая – Мана тяговая	ПАО «Россети»	2021	1,15 км
26	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Камала-1 – Саянская тяговая №2 протяженностью 80,79 км	ПАО «Россети»	2021	80,79 км
27	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-2 – Октябрьская I цепь с отпайками (С-13) с заменой провода протяженностью 10,06 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2022	10,06 км
28	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-2 – Октябрьская II цепь с отпайками (С-14) с заменой провода протяженностью 9,14 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	2022	9,14 км
29	110 кВ	Строительство захода отпайки на ПС 110 кВ БИО-4 ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь с отпайками на РУ 110 кВ ПС 220 кВ Тайга протяженностью 0,185 км с образованием ВЛ 110 кВ Тайга – БИО-4 I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Видная. Отсоединение отпайки на ПС 110 кВ БИО-4 от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I цепь с отпайками	АО «Полус Красноярск»	2022	0,185 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
30	110 кВ	Строительство захода отпайки на ПС 110 кВ БИО-4 ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь с отпайками на РУ 110 кВ ПС 220 кВ Тайга протяженностью 0,19 км с образованием ВЛ 110 кВ Тайга – БИО-4 II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Видная. Отсоединение отпайки на ПС 110 кВ БИО-4 от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская II цепь с отпайками	АО «Полус Красноярск»	2022	0,19 км

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Зыково тяговая с заменой трансформатора 110 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2018	1×40 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Молодежная с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2018	2×40 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Озёрная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2018	2×63 МВА
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Предмостная с заменой трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2018	1×25 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Юбилейная с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	2018	2×25 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Благодатнинская с заменой трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «Полус Красноярск»	2018	1×40 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ БИО-4 с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Полус Красноярск»	2019	2×63 МВА
8	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Шинный завод с заменой трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2019	1×25 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Н.Пойма с заменой трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2019	1×16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
10	110 кВ	Реконструкция ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск» с заменой трансформатора Т-4 110/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «РУСАЛ Ачинск»	2019	1×40 МВА
11	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП-2 АГК с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 80 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 80 МВА	АО «РУСАЛ Ачинск»	2019	1×80 МВА
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Высокое с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Соврудник»	2020	2×25 МВА
13	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Нойбинская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Соврудник»	2020	2×16 МВА
14	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Телевизорная с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2020	1×25 МВА
15	110 кВ	Замена трансформатора Т-8 110/10 кВ Красноярской ТЭЦ-1 мощностью 70 МВА на трансформатор мощностью 80 МВА	ООО «СГК»	2020	80 МВА
16	220 кВ	Замена трансформатора Т-4 220/15,75 кВ Красноярской ГЭС мощностью 630 МВА на трансформатор мощностью 630 МВА	АО «Красноярская ГЭС»	2021	630 МВА
17	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Видная с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Полус Красноярск»	2021	2×25 МВА
18	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Телевизорная с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	2021	1×25 МВА
19	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Шушенская-опорная с заменой автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	2021	1×63 МВА
20	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Кемчуг тяговая с заменой двух трансформаторов 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
21	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ключи тяговая с заменой трансформатора Т-2 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2021	1×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
22	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Кошурниково тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	1×40 МВА
23	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Курагино тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	1×40 МВА
24	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Мана тяговая с заменой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	1×40 МВА
25	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Камала-2 тяговая с заменой трансформатора 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	1×40 МВА
26	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ № 244 с заменой трансформатора Т-31 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «ПО ЭХЗ»	2022	1×25 МВА
27	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ № 22 с заменой трансформаторов Т-32 и Т-34 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ПО ЭХЗ»	2022	2×25 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На территории Красноярского края к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергоузел участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая;
- энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая;
- энергоузел участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая.

2.1.1 Энергоузел участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергоузла участка сети 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая

[illegible]

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ²⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка (участок от ПС 500 кВ Ново-Анжерская до отпайки на ПС Судженка), переток активной мощности в КС «Ачинск тяговая – Каштан тяговая» превышает МДП на величину до 78 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 78 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар ¹⁾ . Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (С-25) с действием на ОН в объеме не менее 78 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) с действием на ОН в объеме не менее 78 МВт при ТНВ +19 °С	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар ¹⁾ . Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая (С-25); АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26)

Примечания

1 ¹⁾ Мероприятия выполняются на территории Кемеровской области – Кузбасса.

2 ²⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2.1.2 Энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергоузла участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2АТ-А, 2АТ-Б Назаровской ГРЭС, переток активной мощности в КС «Ачинское», превышает МДП на величину до 63 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 68 МВт	Создание на ПС 220 кВ Ачинский НПЗ устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая I цепь с отпайкой на ПС Северная (С-701) с действием на ОН в объеме не менее 68 МВт при ТНВ -38 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая II цепь с отпайкой на ПС Северная (С-702) с действием на ОН в объеме не менее 68 МВт при ТНВ -38 °С	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели

2.1.3 Энергоузел участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая

В таблице 8 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергоузла участка сети 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5), происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 52 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме ¹⁾ , связанной с отключением ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) и ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Буйная – Камала-2 тяговая с отпайкой на ПС Заозёрновская (С-806), происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 68 МВт	Создание на ПС 110 кВ Камарчага устройства АОСН с действием на включение БСК и ОН в объеме не менее 45 МВт при ТНВ +19 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 110 кВ Камарчага устройства АОСН

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 9 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 9 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-6,8
	20.06.2018	21,6
2019	18.12.2019	-8,2
	19.06.2019	17,7
2020	16.12.2020	-16,8
	17.06.2020	14,3
2021	15.12.2021	-22,9
	16.06.2021	15,4
2022	21.12.2022	-3,4
	15.06.2022	20,7

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Сибирь»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Сибирь» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 10 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 11 приведены данные по

допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 10 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Городокская	110/10	T-1	ТМ-6300/110	115/11	6,3	1999	82	1,50	1,50	1,20	1,97	1,88	0,90	0,92	1,08	0,92	1,08	0,00
			T-2	ТМН-2500/110	115/11	2,5	1987	87	1,00	1,09	1,00	1,09	1,18	0,60	0,56	0,49	0,57	0,55	
2	ПС 110 кВ Емельяново-110	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110	115/38,5/11	25	1992	93	14,06	13,80	23,99	23,90	19,13	14,02	10,30	14,43	13,90	6,58	2,00
			T-2	ТДТН-25000/110	115/38,5/11	25	2004	91	17,88	18,50	7,80	8,96	12,05	0,00	3,50	3,99	3,40	9,83	
3	ПС 110 кВ Партизанская	110/35/6	T-1	ТДТН-16000/110	115/38,5/6,6	16	1988	72	9,41	9,30	10,70	10,73	11,77	9,24	12,80	13,20	12,30	13,36	0,00
			T-2	ТДТН-10000/110	110/38,5/6,6	10	1972	86	2,49	2,00	3,00	1,68	2,77	3,00	5,30	2,60	3,55	2,22	

Таблица 11 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Городокская	T-1	ТМ-6300/110	1999 ¹⁾	82	1,25/1,20	1,25/1,20	1,25/1,15	1,25/1,08	1,20/1,00	1,15/0,91	1,08/0,82
		T-2	ТМН-2500/110	1987	87	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
2	ПС 110 кВ Емельяново-110	T-1	ТДТН-25000/110	1992	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110	2004	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Партизанская	T-1	ТДТН-16000/110	1988	72	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110	1972	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Примечание – ¹⁾ Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) трансформатора Т-1 на период до 2028 г. включительно принимается для режима с возможным повышенным износом изоляции, а начиная с 2029 г. (по достижении трансформатором 30–летнего срока эксплуатации) – для нормального режима нагрузки.

Таблица 12 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Городокская	2022	3,06	ПС 110 кВ Городокская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,78	0,00	–	0,08	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
2	ПС 110 кВ Емельяново-110	2021	32,86	ПС 110 кВ Емельяново-110	ООО «Емельяновская Слобода»	20.2400.227.12	26.03.2012	2027	3,64	0,36	10	1,46	33,68	33,74	33,79	35,41	35,41	35,41
				ПС 110 кВ Емельяново-110	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024–2026	6,39	0,00	–	0,64						
				ПС 35 кВ Шуваево	ДНТ «Березовая роща»	20.24.26174.11	23.12.2011	2024	1,0	0,00	10	0,20						
3	ПС 110 кВ Партизанская	2019	18,10	–	–	–	–	–	–	–	–	–	18,10	18,10	18,10	18,10	18,10	18,10

ПС 110 кВ Городокская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 3,06 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 116,57 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1070 [2], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 составляет 1,050 вне зависимости от ТНВ (требования Приказа Минэнерго России № 81 [3] не распространяются на трехфазные трансформаторы мощностью менее 5 МВА).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,78 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,09 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3,06 + 0,09 + 0 - 0 = 3,15 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 119,86 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Городокская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) на ПС 110 кВ Городокская расчетный объем ГАО составит 0,52 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 3,15 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену трансформатора Т-2 2,5 МВА на 4 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Емельяново-110.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 32,86 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 105,15 % (109,53 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -22,9 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,200 (1,250).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,00 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 в ПАР отключения трансформатора Т-2 составит 30,86 МВА (102,87 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР отключения трансформатора Т-1 фактическая нагрузка трансформатора Т-2 составит 30,86 МВА (98,75 % от $S_{\text{дн}}$), что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,03 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,55 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Сибирь» в соответствии с ТУ на ТП ООО «Емельяновская Слобода» (ДТП от 26.03.2012 № 20.2400.227.12 заявленной мощностью 4 МВт) и ДНТ «Березовая роща» (ДТП от 23.12.2011 № 20.24.26174.11 заявленной мощностью 1 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Емельяново-110 с заменой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 25 МВА на трансформаторы большей мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32,86 + 2,55 + 0 - 2,00 = 33,41 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 106,91 % (111,37 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Емельяново-110 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) расчетный объем ГАО составит 2,16 МВА (3,41 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,41 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

При этом замена Т-1 необходима для исключения существующих рисков ввода ГАО, а замена Т-2 рекомендуется для обеспечения возможности технологического присоединения новых потребителей.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год (Т-1), 2024 год (Т-2).

ПС 110 кВ Партизанская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 18,10 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 177,73 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР отключения трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 111,08 % от $S_{\text{дн}}$, что также превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 17,7^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,018.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Партизанская отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,10 + 0 + 0 - 0 = 18,10 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 177,73 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора. В ПАР отключения трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 111,08 % от $S_{\text{дн}}$, что также превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Партизанская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Партизанская расчетный объем ГАО составит 7,92 (1,81) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,10 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 1×16 МВА и Т-2 1×10 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Сибирь».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.2.1.2 ОАО «РЖД»

Рассмотрены предложения ОАО «РЖД» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 13 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 14 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 15 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 13 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Бугач тяговая	110/27,5/10	Т-1	SFSZ-QY-40000/110	115/27,5/10	40	2008	87	4,19	6,40	4,42	6,59	6,45	3,97	1,79	4,55	6,82	3,05	0,00
			Т-2	ТДТНЖ-40000/110-У1	115/27,5/10	40	1990	85	23,49	35,95	24,14	32,47	22,16	19,38	21,13	36,37	19,83	16,54	
	ш. 10 кВ ПС 110 кВ Бугач тяговая	–	Т-1	SFSZ-QY-40000/110	–	40	2008	87	4,48	7,30	6,79	6,69	6,45	3,97	4,07	4,95	3,98	5,16	0,00
		–	Т-2	ТДТНЖ-40000/110-У1	–	40	1990	85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Таблица 14 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Бугач тяговая	Т-1	SFSZ-QY-40000/110	2008	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТНЖ-40000/110-У1	1990	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 15 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Бугач тяговая	2019	42,35	ПС 110 кВ Бугач тяговая	АО «Фирма «Кульбьтстрой»	014/21-тп	22.02.2021	2024	4,33	0,00	0,4	1,73	44,28	44,28	44,28	44,28	44,28	44,28

ПС 110 кВ Бугач тяговая.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 42,353 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 88,90 % (84,71 %) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Максимальная нагрузка за отчетный летний период выявлена в летний контрольный замер 2020 года и составила 40,925 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 97,85 % (83,28 %) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [3] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -8,2 °С и повышенном износе изоляции (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,250 (1,191), а при ТНВ +14,3 °С и повышенном износе изоляции (при нормальном режиме нагрузки) составляет 1,229 (1,046).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,330 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,924 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) в зимний период составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 42,353 + 1,924 + 0 - 0 = 44,277 \text{ МВА.}$$

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) в летний период составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 40,925 + 1,924 + 0 - 0 = 42,849 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) в зимний период составит 92,94 % (88,55 %) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) в летний период составит 102,45 % (87,20 %) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2 и не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Бугач тяговая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Бугач тяговая расчетный объем ГАО составит 1,025 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР требуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 44,277 МВА. Максимальная номинальная мощность трехобмоточных трехфазных трансформаторов с обмоткой 27,5 кВ составляет 40 МВА.

Сетевая организация предлагает к реализации мероприятие по установке на ПС 110 кВ Бугач тяговая третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА.

Дополнительно рассмотрено альтернативное техническое решение по реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА.

В соответствии с ТЭО, приведенным в 5.1, суммарные дисконтированные затраты по варианту с установкой на ПС 110 кВ Бугач тяговая третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА составляют 366,04 млн руб., по варианту с установкой на ПС 110 кВ Бугач тяговая третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА – 281,54 млн руб.

Наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая является вариант с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить установку третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 1×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ОАО «РЖД».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

2.2.2.1 Мероприятия, необходимые для реализации второго этапа развития Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» на территории Красноярского края

Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше в соответствии с решениями Протоколов совещаний под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр и от 31.08.2021 № НШ-249/1пр приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения железнодорожного направления Кузбасс – порты Дальнего Востока в части оборудования класса напряжения 110 кВ и выше, реализуемых на территории Красноярского края

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
<i>Перечень утвержденных к реализации мероприятий по обеспечению внешнего электроснабжения тяговых подстанций железнодорожного направления Кузбасс – Дальний Восток в части мероприятий по оборудованию класса напряжения 220 кВ и 500 кВ</i>				
1	ПС 220 кВ Саянская тяговая	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	Сети	ОАО «РЖД»
2	ПС 220 кВ Саянская тяговая	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	Сети	ОАО «РЖД»
<i>Транзит 110 кВ Ново-Анжерская – Ачинск тяговая (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ПС 110 кВ Каштан тяговая	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	Сети	ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Тип	Ответственная организация
2	ПС 110 кВ Ачинск тяговая	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кривоносовская, ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
3	ПС 110 кВ Каштан тяговая	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) с увеличением пропускной способности	Сети	ОАО «РЖД»
<i>Транзит 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Камала-2 тяговая (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ПС 110 кВ Камарчага тяговая	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	Сети	ОАО «РЖД»
2	ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5), ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) ориентировочной протяженностью 17,3 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 22,6 км с увеличением пропускной способности	Сети	ПАО «Россети Сибирь»
3	Красноярской ТЭЦ-1	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) с увеличением пропускной способности. Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с увеличением пропускной способности	Сети	АО «Красноярская ТЭЦ-1»
<i>Транзит 110 кВ Левобережная – Ачинск тяговая (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая I, II цепь с отпайками (С-21, С-22)	Реконструкция КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая I, II цепь с отпайками (С-21, С-22) на участке от ПС 220 кВ Левобережная до отпайки на ПС 110 кВ Бугач тяговая ориентировочной протяженностью 0,2 км с увеличением пропускной способности	Сети	ПАО «Россети Сибирь»
<i>Транзит 110 кВ Саянская тяговая – Тайшет (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ПС 110 кВ Абакумовка тяговая	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой одного секционного выключателя 110 кВ	Сети	ОАО «РЖД»
<i>Транзит 110 кВ Тайшет – Канская опорная (на транзите в качестве СРМ ОАО «РЖД» допускается выполнение превентивного ДС в единичных ремонтных схемах)</i>				
1	ПС 110 кВ Канская опорная	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I, II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая с увеличением пропускной способности	Сети	ПАО «Россети Сибирь»

2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Красноярского края, отсутствуют.

2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 17 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 17 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 17 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	МУП «Жилищно-коммунальный сервис» г. Сосновоборска	Для снятия критической нагрузки с существующих двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью по 16 МВА, установленных на ПС № 132 «Автоград» и для обеспечения подключения новых объектов и микрорайонов города Сосновоборска предполагается увеличение мощности трансформаторов до 2×25 МВА

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Красноярского края для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В таблице 18 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Красноярского края, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 18 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Красноярского края

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	ООО «Тайга Богучаны» (ПС 110 кВ БТК)	ООО «Тайга Богучаны»	0,0	144,0	110	2025	ПС 220 кВ Приангарская
2	Проект ОАО «РЖД» «Кузбасс-порты Дальнего Востока»	ОАО «РЖД»	492,0	119,0	220	2024	ПС 220 кВ Курагино тяговая ПС 220 кВ Кизир тяговая (новая) ПС 220 кВ Кошурниково тяговая ПС 220 кВ Джебь тяговая (новая) ПС 220 кВ Щетинкино тяговая ПС 220 кВ Кравченко тяговая ПС 220 кВ Мана тяговая ПС 220 кВ Крол тяговая ПС 220 кВ Саянская тяговая
					110		ПС 110 кВ Каштан тяговая ПС 110 кВ Критово тяговая ПС 110 кВ Ачинск тяговая ПС 110 кВ Чернореченская тяговая ПС 110 кВ Кемчуг тяговая ПС 110 кВ Шарбыш тяговая

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
							ПС 110 кВ Филимоново тяговая ПС 110 кВ Камала-2 тяговая ПС 110 кВ Уяр тяговая ПС 110 кВ Камарчага тяговая ПС 110 кВ Зыково тяговая ПС 110 кВ Красноярск- Восточный тяговая ПС 110 кВ Бугач тяговая ПС 110 кВ Кача тяговая ПС 110 кВ Иланская тяговая ПС 110 кВ Ключи тяговая ПС 110 кВ Крупская тяговая ПС 110 кВ Ирбейская тяговая ПС 110 кВ Агул тяговая (новая) ПС 110 кВ Абакумовка тяговая ПС 110 кВ Илиган тяговая (новая) ПС 110 кВ Сорокино тяговая (новая)
3	АО «Полюс Красноярск» (добыча полезных ископаемых)	АО «Полюс Красноярск»	6,0	111,0	110	2023	ПС 220 кВ Тайга

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 50 МВт							
4	ООО «КраМЗ»	ООО «КраМЗ»	34,5	91,3	10	2023	ПС 220 кВ ГПП-8
5	АО «АНПЗ ВНК» (производство нефтепродуктов)	АО «АНПЗ ВНК»	35,5	85,5	220	2023	Назаровская ГРЭС
6	Цех по обжигу огнеупорных материалов в электропечах	ООО «Сибирский магнезит»	0,0	80,0	220	2026	ПС 220 кВ Раздолинская
7	АО «Полюс Красноярск» (добыча полезных ископаемых)	АО «Полюс Красноярск»	48,0	12,0	110	2023	ПС 220 кВ Тайга ПС 110 кВ Благодатнинская
Более 10 МВт							
8	Тепличный комплекс	ООО ТК «Солнечный»	0,0	49,9	110	2023–2024	ПС 220 кВ КИСК
9	Центр обработки данных	ООО «Управляющая компания «Битривер»	7,1	42,8	220	2023	ПС 220 кВ Ирбинская
10	ООО «Сибпромреше- ния» (для электроснабжения объектов заявителя)	ООО «Сибпромре- шения»	27,1	22,8	110	2023	ПС 220 кВ Узловая
11	ООО «РПК»	ООО «РПК»	0,0	49,0	10	2023	ПС 220 кВ ГПП-2 (РП КТМЭ)
12	ООО «Мой дом»	ООО «Мой дом»	0,0	49,5	10	2023	ПС 220 кВ ГПП-2 (РП КТМЭ)
13	Завод по переработке зерна	АО «Сибагро Биотех»	0,0	49,0	110	2024	ПС 220 кВ Шарыповская
14	Национальный оператор по обращению с радиоактивными отходами	ФГУП «НО РАО»	0,0	40,0	220	2025	ПС 220 кВ Узловая
15	Центр обработки данных	ООО «ЭС КТМ»	0,0	35,0	10	2023	ПС 220 кВ ГПП-1

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
16	Центр обработки данных	ООО «Центр обработки данных – Сибирь»	16,4	16,4	6	2023	ПС 110 кВ Тесинская
17	Электрокотельная	МУПЭС Дивногорск	0,0	31,4	10	2023	ПС 220 кВ Дивногорская
18	Производство фармацевтической продукции	ПАО «Красфарма»	13,0	13,9	6	2023	ПС 110 кВ Медпрепараты
19	Предприятие машиностроения	АО «Красмаш»	0,0	20,6	110	2024	Красноярская ТЭЦ-1 ПС 220 кВ Заводская
20	Производство по добыче руд	ООО «Красноярское ГРП»	0,0	18,0	220	2025	ПС 220 кВ Тайга ПС 220 кВ Раздолинская
21	Производство по добыче руд	ООО ГРК «Амикан»	0,0	15,2	220	2024	ПС 220 кВ Раздолинская ПС 220 кВ Тайга
22	Транспортирование по трубопроводам нефти	АО «Транснефть – Западная Сибирь»	8,9	2,8	110	2024	ПС 110 кВ Северная
23	Транспортирование по трубопроводам нефти	АО «Транснефть – Западная Сибирь»	10,3	1,3	110	2024	ПС 110 кВ Шарбыш тяговая
24	Аренда и лизинг железнодорожного транспорта и оборудования	ГПКК «ЦТЛ»	0,0	10,8	110	2023	ПС 110 кВ Весна
25	АО «КрасЭКо» (металлургическое производство)	АО «КрасЭКо»	0,0	10,0	10	2023	ПС 220 кВ РП КРАМЗа

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии по территории Красноярского края на период 2024–2029 годов, представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Красноярского края

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	50034	51370	52966	54557	55740	56617	57148
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1336	1596	1591	1183	877	531
Годовой темп прироста, %	–	2,67	3,11	3,00	2,17	1,57	0,94
Доля потребления электрической энергии Красноярского края в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, %	98,2	98,3	97,3	96,4	96,3	96,1	96,1

Потребление электрической энергии по территории Красноярского края прогнозируется на уровне 57148 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,14 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Красноярского края прогнозируется в 2025 году и составит 1596 млн кВт·ч или 3,11 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 531 млн кВт·ч или 0,94 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Красноярского края учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 18.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Красноярского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

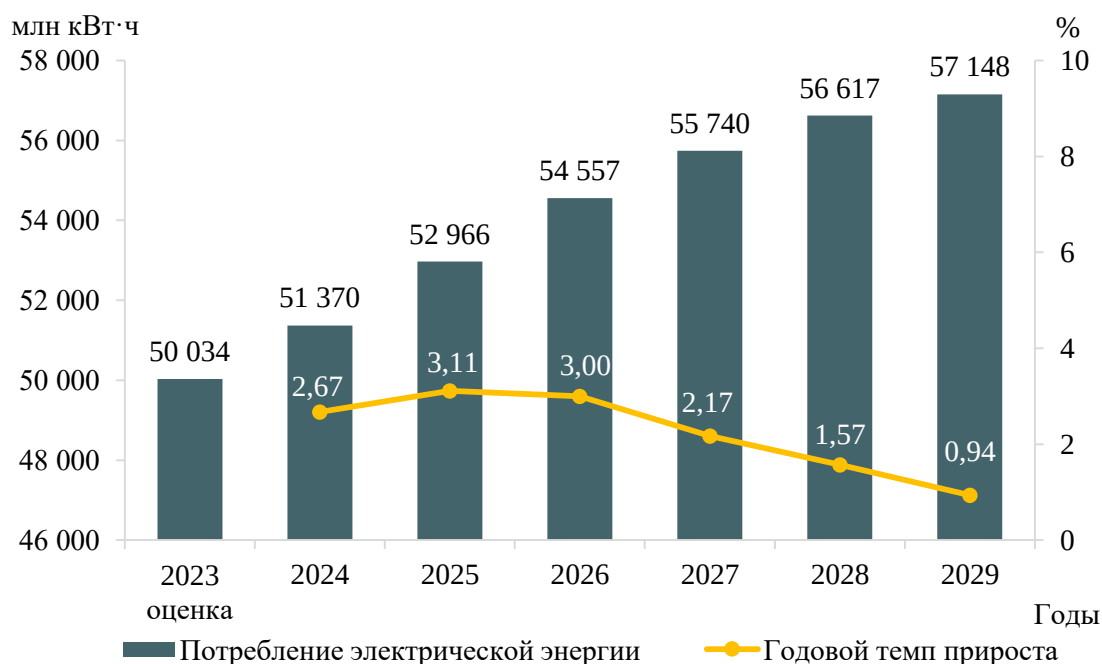


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической по территории Красноярского края и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии по территории Красноярского края обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных потребителей, наибольший прирост потребления ожидается на биотехнологическом комплексе глубокой переработке древесины ООО «Тайга Богучаны»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- развитием центров обработки данных.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогноз максимума потребления мощности Красноярского края на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозный максимум потребления Красноярского края

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	6874	7393	7476	7620	7748	7838	7934
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	519	83	144	128	90	96
Годовой темп прироста, %	–	7,55	1,12	1,93	1,68	1,16	1,22
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7279	6948	7085	7160	7194	7223	7203

Максимум потребления мощности Красноярского края к 2029 году прогнозируется на уровне 7934 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,56 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 519 МВт или 7,55 %, что обусловлено реализацией проекта Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД». Наименьший годовой прирост прогнозируется в 2025 году и составит 83 МВт или 1,12 %.

Характер годового режима потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 7203 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности Красноярского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

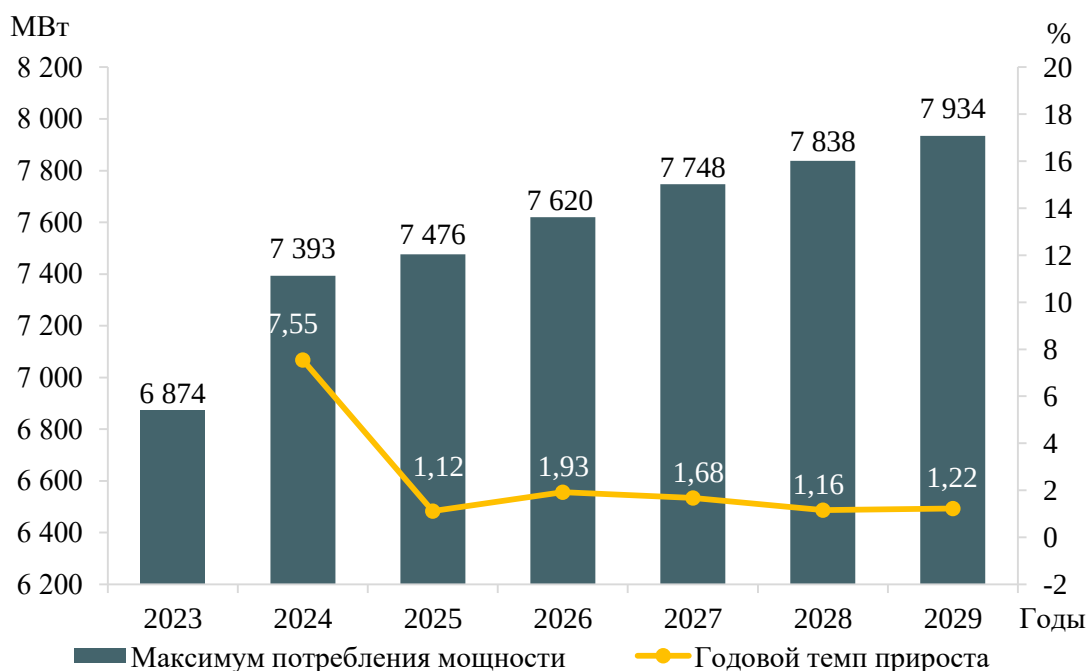


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности Красноярского края и годовые темпы прироста

3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в период 2024–2029 годов составляют 220 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Всего	–	220	–	–	–	–	–	220
ТЭС	–	220	–	–	–	–	–	220

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2023 году ожидаются в объеме 169,4 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 417,0 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Всего	169,4	255,0	162,0	–	–	–	–	417,0
ТЭС	169,4	255,0	162,0	–	–	–	–	417,0

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 73 МВт на Красноярской ТЭЦ-1.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2029 году составит 16387,3 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, представлена в таблице 23. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, представлена на рисунке 6.

Таблица 23 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	16117,3	16152,3	16314,3	16387,3	16387,3	16387,3	16387,3
ГЭС	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4
ТЭС	7115,0	7150,0	7312,0	7385,0	7385,0	7385,0	7385,0

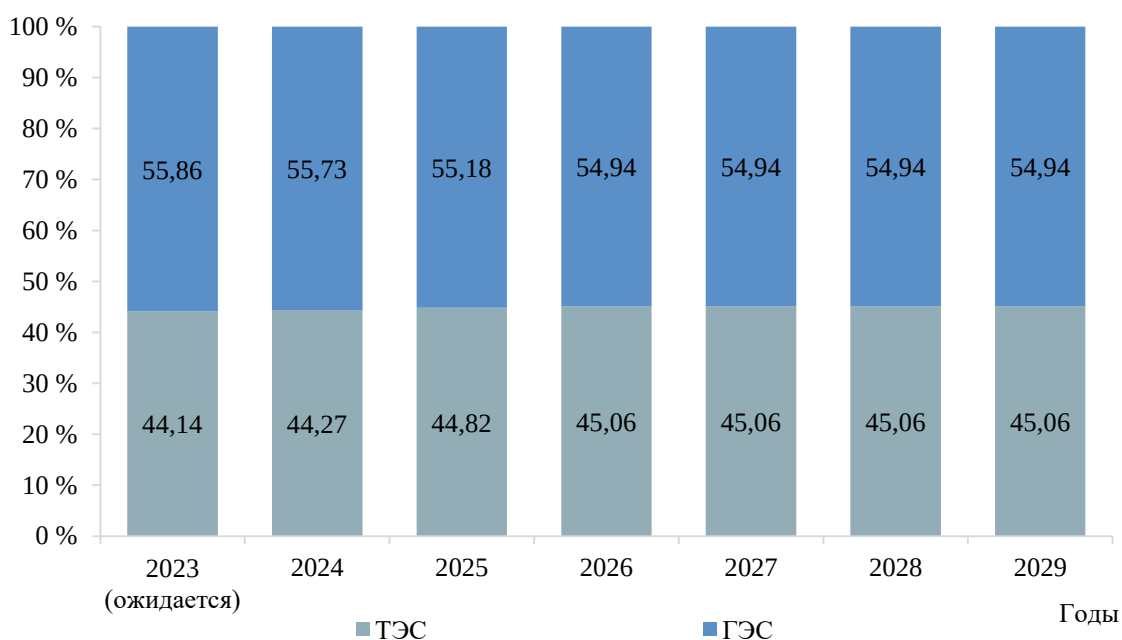


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы

4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
2	Создание на ПС 110 кВ Каштан тяговая устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая (С-25); – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26)	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение выдачи мощности Назаровской ГРЭС
5	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
6	Создание на ПС 110 кВ Камарчага устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Красноярского края

В таблице 25 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Красноярского края.

Таблица 25 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Красноярского края

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 220 кВ Амикан с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО Горнорудная компания «Амикан»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО ГРК «Амикан»	ООО ГРК «Амикан»	–	15,20
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Раздолинская – Тайга I цепь на ПС 220 кВ Амикан ориентировочной протяженностью 0,169 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,169	–	–	–	–	–	0,338				
3	Строительство ПС 220 кВ Кизир тяговая с двумя трансформаторами 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	17,20
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,908 км и 0,932 км	ПАО «Россети»	220	км	–	0,908 0,932	–	–	–	–	–	1,84				
5	Строительство ПС 220 кВ Сибирский магнезит с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Группа «Магнезит»	220	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Группа «Магнезит»	ООО «Группа «Магнезит»	–	80,00
6	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Раздолинская – Сибирский Магнезит ориентировочной протяженностью 6,216 км	ООО «Группа «Магнезит»	220	км	–	–	–	2×6,216	–	–	–	12,432				
7	Реконструкция ПС 220 кВ Крупская тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	23,64	40,00
8	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр.	ОАО «РЖД»	12,80	16,03
													2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,09
														ОАО «РЖД»	19,50	10,62
														ОАО «РЖД»	10,00	10,13
														ОАО «РЖД»	13,60	5,69
9	Реконструкция ПС 220 кВ Тайга с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Полюс Красноярск»	АО «Полюс Красноярск»	–	117,00
														АО «Полюс Красноярск»	–	12,00
10	Строительство четвертой ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ ориентировочной протяженностью 4,17 км	АО «Богучанский алюминиевый завод»	220	км	–	–	–	–	–	4,17	–	4,17	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Богучанский алюминиевый завод»	АО «Богучанский алюминиевый завод»	–	1200

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
11	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 230 км	ПАО «Россети»	220	км	–	230	–	–	–	–	–	230	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ГКУ РТ «Госстройзаказ», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»	ООО «Голевская ГРК»	–	161
														ГКУ РТ «Госстройзаказ»	–	35,42
														ООО «Лунсин»	–	24,00
														ООО «Кара-Бельдир»	–	15,00
12	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран и ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская (Д-47) со строительством участка ВЛ ориентировочной протяженностью 2 км и образованием ВЛ 220 кВ Ергаки – Кызылская ориентировочной протяженностью 150 км	ПАО «Россети»	220	км	–	2	–	–	–	–	–	2	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ГКУ РТ «Госстройзаказ», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»	ООО «Голевская ГРК»	–	161
														ГКУ РТ «Госстройзаказ»	–	35,42
														ООО «Лунсин»	–	24,00
														ООО «Кара-Бельдир»	–	15,00
13	Реконструкция ВЛ 220 кВ Приангарская – Раздолинская № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 172,352 км и 172,46 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	172,352 172,46	–	–	–	–	–	–	344,812	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Полюс Красноярск», ООО «Группа «Магnezит», ООО «Красноярское ГРП»	АО «Полюс Красноярск»	–	117,00
														ООО «Группа «Магnezит»	–	80,00
														ООО «Красноярское ГРП»	–	18,00
														АО «Полюс Красноярск»	–	12,00
14	Реконструкция ПС 220 кВ Раздолинская с установкой СТК мощностью -110/+121 Мвар, подключаемого через трансформатор 1Т 220/15,75 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Полюс Красноярск», ООО «Тайга Богучаны», ООО «Красноярское ГРП»	АО «Полюс Красноярск»	–	117,00
				Мвар	1× -110/ +121	–	–	–	–	–	–	-110/ +121		ООО «Красноярское ГРП»	–	18,00
														АО «Полюс Красноярск»	–	12,00
														ООО «Тайга Богучаны»	–	144 (162 электростанция)

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
15	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	23,64	40,00
														ОАО «РЖД»	–	17,2
														ОАО «РЖД»	12,80	16,03
														ОАО «РЖД»	–	15,09
														ОАО «РЖД»	19,50	10,62
														ОАО «РЖД»	10,00	10,13
														ОАО «РЖД»	13,60	5,69
16	Реконструкция ПС 220 кВ Ирбинская с установкой БСК 220 кВ мощностью не менее 57 Мвар	ООО «УК Битривер»	220	Мвар	1×57	–	–	–	–	–	–	57	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «УК Битривер»	ООО «УК Битривер»	–	42,79
17	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение выдачи мощности Назаровской ГРЭС	АО «Назаровская ГРЭС»	1362,92	30,00
18	Реконструкция ПС 220 кВ Ачинский НПЗ с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 33 Мвар каждая	АО «АНПЗ ВНК»	110	Мвар	–	2×33	–	–	–	–	–	66	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
19	Реконструкция ПС 220 кВ Тайга с установкой четырех БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	ПАО «Россети»	110	Мвар	4×29	–	–	–	–	–	–	116	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Полюс Красноярск», ООО «Тайга Богучаны, ООО «Красноярское ГРП»	АО «Полюс Красноярск»	–	117,00
														ООО «Красноярское ГРП»	–	18,00
														АО «Полюс Красноярск»	–	12,00
														ООО «Тайга Богучаны»	–	144 (162 электростанция)
20	Строительство ПС 110 кВ ГПП-1 Красмаш с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый (взамен выводимой из эксплуатации ПС 110 кВ ГПП-1 Красмаш с двумя трансформаторами 1Т 110/6 кВ мощностью 25 МВА и 2Т 110/6 кВ 20 МВА)	АО «Красноярский машиностроительный завод»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Красноярский машиностроительный завод»	АО «Красноярский машиностроительный завод»	20,60	–
21	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Заводская с отпайками (С-1) и ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – ЦРП Красмаш с отпайками (С-2) до ПС 110 кВ ГПП-1 Красмаш ориентировочной протяженностью 1 км каждая	АО «Красноярский машиностроительный завод»	110	км	–	2×1	–	–	–	–	–	2				
22	Строительство ПС 110 кВ Гурахта с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Полюс Красноярск»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Полюс Красноярск»	АО «Полюс Красноярск»	–	12,00
23	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Тайга – Благодатнинская I, II цепь до ПС 110 кВ Гурахта ориентировочной протяженностью 0,4 км каждая	АО «Полюс Красноярск»	110	км	2×0,4	–	–	–	–	–	–	0,8				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
24	Строительство ПС 110 кВ Илиган тяговая с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	19,85
25	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Буйная с отпайкой на ПС Уяр тяговая (С-54) на ПС 110 кВ Илиган тяговая ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×4,5	–	–	–	–	–	9				
26	Строительство ПС 110 кВ Лодочная с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «РН-Ванкор»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	20,00
27	Строительство отпаяк от КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Тагул I, II цепь до ПС 110 кВ Лодочная ориентировочной протяженностью 4,8 км каждая	ООО «РН-Ванкор»	110	км	2×4,8	–	–	–	–	–	–	9,6				
28	Строительство ПС 110 кВ Сузун с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «РН-Ванкор»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	40,00
29	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Ванкор – Сузун ориентировочной протяженностью 91,2 км	ООО «РН-Ванкор»	110	км	2×91,2	–	–	–	–	–	–	182,4				
30	Строительство ПС 110 кВ Тагул с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «РН-Ванкор»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	63,00
31	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Полярная ГТЭС – Тагул ориентировочной протяженностью 71,2 км	ООО «РН-Ванкор»	110	км	–	2×71,2	–	–	–	–	–	142,4				
32	Строительство ПС 110 кВ Чувакан с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «РН-Ванкор»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Ванкор»	ООО «РН-Ванкор»	–	25,463
33	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ванкорская ГТЭС – Западная на ПС 110 кВ Чувакан ориентировочной протяженностью 0,456 км каждый	ООО «РН-Ванкор»	110	км	2×0,456	–	–	–	–	–	–	0,912				
34	Строительство ПС 110 кВ АО «Сибagro Биотех» с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Сибagro Биотех»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Сибagro Биотех»	АО «Сибagro Биотех»	–	49,00
35	Строительство отпаяк 110 кВ от ВЛ 110 кВ Шарыповская – Инголь I, II цепь (С-759, С-758) до ПС 110 кВ АО «Сибagro Биотех»		110	км	–	х	–	–	–	–	–	х				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
36	Строительство ПС 110 кВ Тепличная с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «ТК Солнечный»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ТК Солнечный»	ООО «ТК Солнечный»	–	49,90
37	Строительство отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ КИСК – Миндерла II цепь до ПС 110 кВ Тепличная ориентировочной протяженностью 0,05 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	0,05	–	–	–	–	–	–	0,05				
38	Строительство ЛЭП 110 кВ КИСК – Тепличная ориентировочной протяженностью 7,6 км	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	7,6	–	–	–	–	–	7,6				
39	Строительство ПС 110 кВ Сорокино тяговая с двумя трансформаторами 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	20,40
40	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Берёзовская с отпайкой на ПС Зыково тяговая (С-801) и ВЛ 110 кВ Вознесенская – Камарчага тяговая (С-802) до ПС 110 кВ Сорокино тяговая ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×2	–	–	–	–	–	4				
41	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП-6 с заменой трансформаторов 1Т 110/6 кВ и 2Т 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «АНПЗ ВНК»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
42	Строительство двух ВЛ 110 кВ Ачинский НПЗ – ГПП-6 ориентировочной протяженностью 5 км каждая	АО «АНПЗ ВНК»	110	км	–	2×5	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
43	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП-5 с заменой трансформаторов 1Т 110/6 кВ и 2Т 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «АНПЗ ВНК»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «АНПЗ ВНК»	АО «АНПЗ ВНК»	34,50	85,50
44	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	37,80	5,06
45	Реконструкция ПС 110 кВ Емельяново-110 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Емельяновская Слобода», ДНТ «Березовая роща»	ООО «Емельяновская Слобода»	0,36	3,64

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
		ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Емельяновская Слобода», ДНТ «Березовая роща»	ДНТ «Березо- вая роща»	–	1,000
46	Строительство ПС 110 кВ Агул с одним трансформатором 110 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	15,09
47	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41) до ПС 110 кВ Агул	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	х				
48	Реконструкция КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая I, II цепь с отпайками (С-21, С-22) на участке от ПС 220 кВ Левобережная до отпак на ПС 110 кВ Бугач тяговая ориентировочной протяженностью 0,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	2×0,2	–	–	–	–	–	–	0,4	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	37,8	5,06
49	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск- Восточный тяговая (С-5) ориентировочной протяженностью 17,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	17,3	–	–	–	–	–	–	17,3	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
													ОАО «РЖД»	22,00	12,00	
													ОАО «РЖД»	–	19,85	
													ОАО «РЖД»	–	20,40	
50	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 22,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	22,6	–	–	–	–	–	–	22,6	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
													ОАО «РЖД»	22,00	12,00	
													ОАО «РЖД»	–	19,85	
													ОАО «РЖД»	–	20,40	
51	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
													ОАО «РЖД»	22,00	12,00	
													ОАО «РЖД»	–	19,85	
													ОАО «РЖД»	–	20,40	

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
52	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,50
														ОАО «РЖД»	–	19,16
														ОАО «РЖД»	–	18,24
														ОАО «РЖД»	–	15,37
														ОАО «РЖД»	7,52	14,68
														ОАО «РЖД»	11,27	11,70
														ОАО «РЖД»	–	11,34
														ОАО «РЖД»	10,89	10,98
														ОАО «РЖД»	10,30	10,16
														ОАО «РЖД»	4,51	7,98
														ОАО «РЖД»	27,21	6,84
														ОАО «РЖД»	9,27	6,26
														ОАО «РЖД»	20,196	5,48
														ОАО «РЖД»	37,80	5,06
53	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой одного секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	19,50	10,62
54	Строительство ПС 110 кВ БТК с тремя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ООО «Тайга Богучаны»	110	МВА	–	–	3×125	–	–	–	–	375	Обеспечение выдачи мощности электростанции и технологического присоединения потребителя ООО «Тайга Богучаны»	ООО «Тайга Богучаны»	-	144 (162 электростанция)
55	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны I, II цепь (С-853, С-854) (строительство участков ЛЭП от ВЛ 110 кВ Приангарская – Богучаны I, II цепь (С-853, С-854) до существующей двухцепной ВЛ 10 кВ Приангарская – Краслесинвест, выполненной в габаритах 220 кВ, с демонтажем участков, выполненных в габаритах 10 кВ) до ПС 110 кВ БТК	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	х	–	–	–	–	х				
56	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Березовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) и разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,70	5,80
														ОАО «РЖД»	22,00	12,00
														ОАО «РЖД»	–	19,85
														ОАО «РЖД»	–	20,40

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
57	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кротово тяговая, ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,50
														ОАО «РЖД»	–	19,16
														ОАО «РЖД»	–	18,24
														ОАО «РЖД»	–	15,37
														ОАО «РЖД»	7,52	14,68
														ОАО «РЖД»	11,27	11,70
														ОАО «РЖД»	–	11,34
														ОАО «РЖД»	10,89	10,98
														ОАО «РЖД»	10,30	10,16
														ОАО «РЖД»	4,51	7,98
														ОАО «РЖД»	27,214	6,84
														ОАО «РЖД»	9,27	6,26
														ОАО «РЖД»	20,196	5,48
														ОАО «РЖД»	37,80	5,06
58	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I, II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	–
59	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	27,50
														ОАО «РЖД»	–	19,16
														ОАО «РЖД»	–	18,24
														ОАО «РЖД»	–	15,37
														ОАО «РЖД»	7,52	14,68
														ОАО «РЖД»	11,27	11,70
														ОАО «РЖД»	–	11,34
														ОАО «РЖД»	10,89	10,98
														ОАО «РЖД»	10,30	10,16
														ОАО «РЖД»	4,51	7,98
														ОАО «РЖД»	27,214	6,84
														ОАО «РЖД»	9,27	6,26
														ОАО «РЖД»	20,196	5,48
														ОАО «РЖД»	37,80	5,06
60	Реконструкция ПС 110 кВ Тамтачет с заменой трансформатора 110 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Битривер-А»	ООО «Битривер-А»	–	4,40
61	Реконструкция ПС 110 кВ Большая Мурта с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Свинокомплекс «Красноярский»	АО «Свинокомплекс «Красноярский»	3,30	4,70

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
62	Строительство ПС 220 кВ Кразовская с семью автотрансформаторами 220 кВ мощностью 148 МВА каждый	АО «РУСАЛ Красноярск»	220	МВА	–	7×148	–	–	–	–	–	1036	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «РУСАЛ Красноярск»	АО «РУСАЛ Красноярск»	2100	–
63	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5, 6 I цепь на ПС 220 кВ Кразовская ориентировочной протяженностью 1,6 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	2×1,6	–	–	–	–	–	3,2				
64	Строительства отпайки от ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5, 6 II цепь до ПС 220 кВ Кразовская ориентировочной протяженностью 1,6 км	ПАО «Россети»	220	км	–	1,6	–	–	–	–	–	1,6				
65	Реконструкция ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5, 6 II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Кразовская с демонтажем участка ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ ГПП-5, 6 до отпайки на ПС 220 кВ Кразовская с образованием ВЛ 220 кВ Енисей – Кразовская II цепь ориентировочной протяженностью 2,74 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2,74	–	–	–	–	2,74				
66	Строительство ПС 220 кВ Панимба с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 25 МВА каждый, установкой УКРМ 220 кВ мощностью 50 Мвар	ООО «Красноярское ГРП»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Красноярское ГРП»	ООО «Красноярское ГРП»	–	18,00
				Мвар	–	–	1×50	–	–	–	–	50				
67	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Раздолинская – Тайга II цепь на ПС 220 кВ Панимба	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х				

4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, отсутствуют.

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Городокская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Емельяново-110 с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Емельяновская Слобода», ДНТ «Березовая роща»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Партизанская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
4	Реконструкция ПС 110 кВ Бугач тяговая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

Технико-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [4].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2023 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [4], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2023 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (базовый прогноз); Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (базовый прогноз) и Сценарных условиях функционирования экономики Российской Федерации и основных параметрах прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (базовый прогноз), в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [6], п. 381, (таблица 27).

Таблица 27 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы					
			2018	2019	2020	2021	2022	4 кв. 2023
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2019	105,3	–	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.09.2020	–	106,8	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2021	–	–	105,6	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 28.09.2022	–	–	–	104,9	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 14.04.2023	–	–	–	–	114,6	105,8

5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [7].

Сравнение вариантов выполнено за период 2024–2046 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

– электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ и ниже – 5,9 %.

Таблица 28 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов по реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция					Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2023 года, млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.			
						110 кВ	27,5 кВ	10 кВ	
Вариант № 1 (установка третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА)									
Установка третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	–	–	–	110/27,5/10	1×40	–	–	–	91,50
Установка ячейки выключателя 110 кВ	–	–	–	110	–	Нетиповая схема / 1	–	–	45,43
Установка ячейки выключателя 27,5 кВ	–	–	–	27,5	–	–	Нетиповая схема / 1	–	17,85
Установка односекционного комплектного распределительного устройства наружной установки 10 кВ	–	–	–	10	–	–	–	Нетиповая схема / 22	102,20
Итого по варианту № 1									256,98
Вариант № 2 (установка третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА)									
Установка третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	–	–	–	110/10	1×10	–	–	–	50,03
Установка ячейки выключателя 110 кВ	–	–	–	110	–	Нетиповая схема / 1	–	–	45,43
Установка односекционного комплектного распределительного устройства наружной установки 10 кВ	–	–	–	10	–	–	–	Нетиповая схема / 22	102,20
Итого по варианту № 2									197,66

Таблица 29 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	256,98	197,66
То же в %	130 %	100 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	303,24	233,24
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	366,04	281,54
То же в %	130 %	100 %

Таблица 30 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Всего капитальных затрат, млн руб.	256,98	85,66	85,66	85,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	256,98	85,66	85,66	85,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	303,24	0,00	0,00	0,00	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	303,24	0,00	0,00	0,00	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	560,22	85,66	85,66	85,66	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
Ставка дисконтирования, %	8,00																							
Коэффициент дисконтирования		1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	366,04	85,66	79,31	73,44	12,04	11,14	10,32	9,55	8,85	8,19	7,58	7,02	6,50	6,02	5,57	5,16	4,78	4,43	4,10	3,79	3,51	3,25	3,01	2,79

Таблица 31 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																							
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Всего капитальных затрат, млн руб.	197,66	65,89	65,89	65,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	197,66	65,89	65,89	65,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.	233,24	0,00	0,00	0,00	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66
в том числе:																								
Электрооборудование и РУ до 110 кВ	233,24	0,00	0,00	0,00	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66
Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.	430,90	65,89	65,89	65,89	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66
Ставка дисконтирования, %	8,00																							
Коэффициент дисконтирования		1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18
Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.	281,54	65,89	61,01	56,49	9,26	8,57	7,94	7,35	6,80	6,30	5,83	5,40	5,00	4,63	4,29	3,97	3,68	3,40	3,15	2,92	2,70	2,50	2,32	2,15

Как видно из таблицы 29, наиболее экономичным вариантом по реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

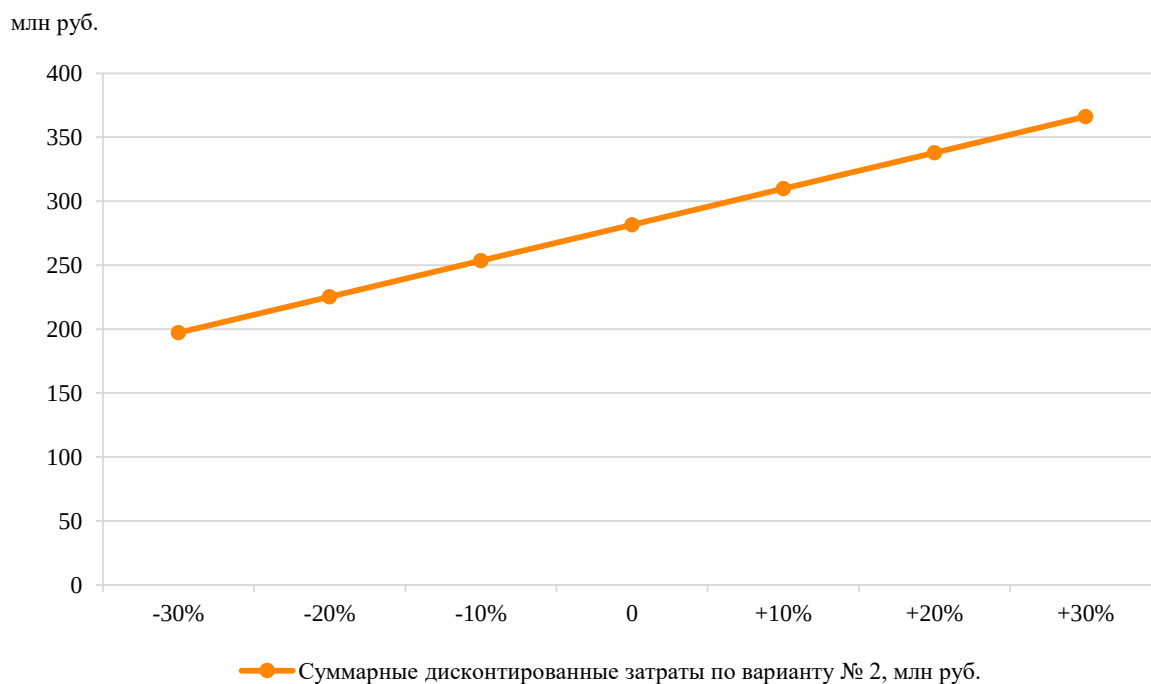
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

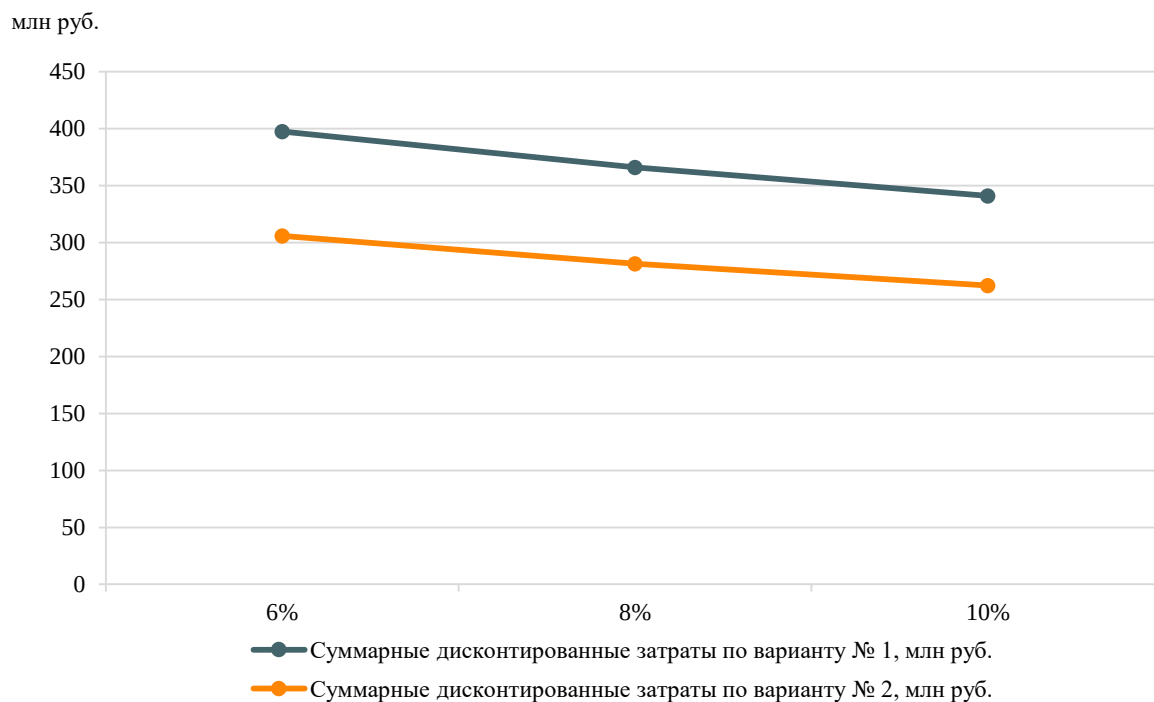
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 7.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	197	225	253	282	310	338	366

Рисунок 7 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 8.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	397	366	341
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	306	282	262

Рисунок 8 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 даже на 20 % вариант остается более экономичным, по сравнению с вариантом № 1. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 8 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 30 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 30 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 реконструкции ПС 110 кВ Бугач тяговая сохраняет свое экономическое преимущество даже при ухудшении исходных показателей на 30 %.

6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети Красноярского края, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию проектов представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 17.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденной приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 27@ инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 23.12.2021 № 32@;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [8];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Красноярского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Красноярского края осуществляют свою деятельность 36 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Сибирь» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 72 % в суммарной НВВ сетевых организаций Красноярского края) и АО «КРАСЭКО» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 12 % в суммарной НВВ сетевых организаций Красноярского края).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Красноярского края на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанных на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

– утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и

¹ Приказ Министерства тарифной политики Красноярского края от 28.11.2022 № 112-э и от 29.12.2020 № 69-э.

капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Министерства тарифной политики Красноярского края от 28.11.2022 № 108-э (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Красноярского края, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Красноярского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Красноярского края, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Красноярском крае, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии Красноярского края по тарифному решению	3 %	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на уголь	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,4 %	2,7 %	0,7 %	0,2 %	0,4 %	-0,2 %

7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и

программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа, учтены планы основной ТСО в соответствии с актуальным проектом корректировки инвестиционной программы. На период за горизонтом периода актуального проекта корректировки инвестиционной программы принято, что объемы капитальных вложений инвестиционной программы сохраняются в размере последнего года актуального проекта инвестиционной программы.

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Красноярского края представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Красноярского края (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1820	2060	2079	2173	1305	1305
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	117	122	128	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2694	2135	2203	2181	1642	1642

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Красноярского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 35 и на рисунке 9.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 35 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Красноярского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	24,5	26,0	27,1	28,1	29,1	30,1
НВВ	млрд руб.	25,1	26,0	26,5	27,2	26,9	27,2
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,6	0,04	-0,6	-0,9	-2,2	-2,9
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7
Среднегодовой темп роста	%	–	103	104	103	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Среднегодовой темп роста	%	–	101	101	102	99	101
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,03	0,002	-0,03	-0,05	-0,12	-0,16



Рисунок 9 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Красноярского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 35, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Красноярского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Красноярского края при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

- сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;
- сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;
- сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,5 и 1,5 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 10.

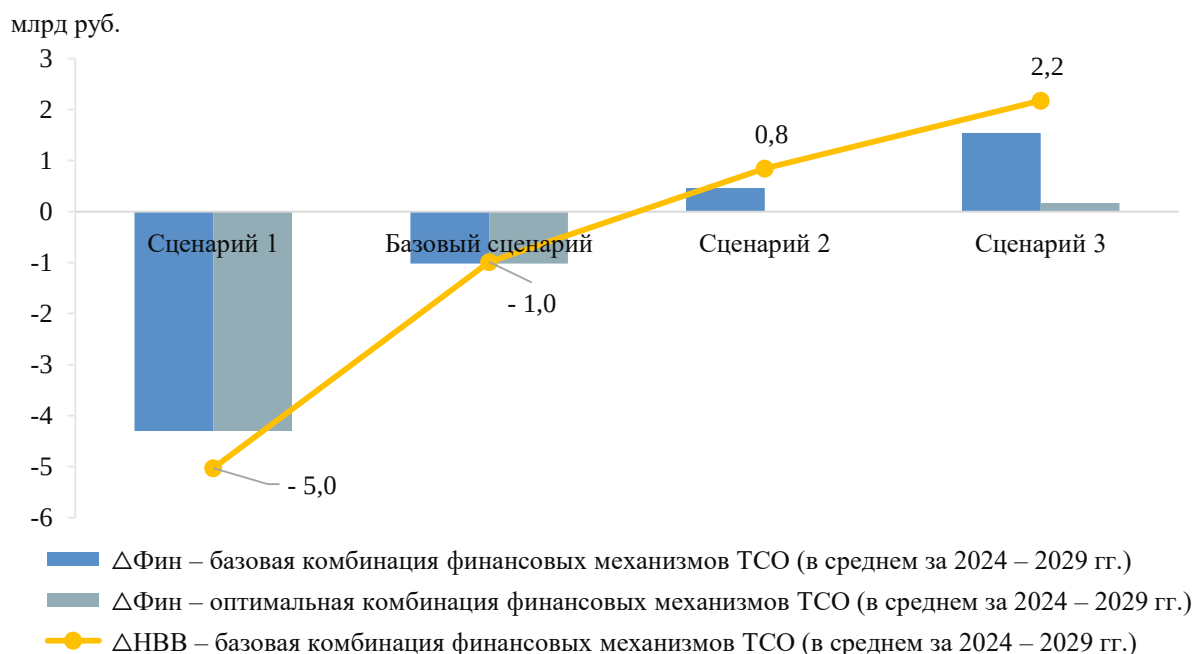


Рисунок 10 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Красноярского края

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	3 %	3 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	3 %	64 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	6 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %

Как видно из рисунка 10, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 36). В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определено снижение дефицита финансирования за счет увеличения доли бюджетного финансирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по территории Красноярского края оценивается в 2029 году в объеме 57148 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,14 %.

Максимум потребления мощности Красноярского края к 2029 году увеличится и составит 7934 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,56 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Красноярского края в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6948–7223 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в период 2024–2029 годов составляют 220 МВт.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2023 году ожидаются в объеме 169,4 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 417,0 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 73 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории Красноярского края, в 2029 году составит 16387,3 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края.

Всего за период 2023–2029 годов в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва на территории Красноярского края намечается ввод в работу ЛЭП

напряжением 110 кВ и выше протяженностью 1012,194 км, трансформаторной мощности 3355,2 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548», зарегистрирован М-вом юстиции 6 декабря 2022 г. № 71384. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов : утверждено М-вом экономики Российской Федерации, М-вом финансов Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 г. № ВК 477. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

6. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом

подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г., регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

7. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЫПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf (дата обращения: 24.08.2023).

8. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва, территория Красноярского края													
Красноярская ГЭС	АО «ЕвроСибЭнерго»			–									
		1	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		2	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		3	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		4	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		5	РО-115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		6	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		7	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		8	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		9	РО-115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		10	РО-115/5060-В-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		11	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
		12	РО-697-ВМ-750		500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
Установленная мощность, всего		–	–		6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	6000,0	
Назаровская ГРЭС	АО «Назаровская ГРЭС»			Мазут, уголь									
		1	КТ-150-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		2	КТ-150-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		3	КТ-145-130		145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	
		4	КТ-150-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		5	КТ-146-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		6	КТ-150-130		146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	
		7	К-500-240-1		498,0	498,0	498,0	498,0	498,0	498,0	498,0	498,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	1373,0	
Красноярская ГРЭС-2	АО «Енисейская ТГК»			Мазут, уголь									
		1	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		2	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		4	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		5	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	К-164-130		164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	
		7	К-164-130-2		164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	
		8	К-164-130-2ПР2		164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	
		9	ПТ-136/165-130/15		136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	
		10	ПТ-136/165-130/15		136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	136,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	
Березовская ГРЭС	ПАО «Юнипро»			Мазут, уголь									
		1	К-800-240-5		800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	
		2	К-800-240-5		800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	
		3	К-810-240-5М		810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2410,0	2410,0	2410,0	2410,0	2410,0	2410,0	2410,0	2410,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Красноярская ТЭЦ-1	АО «Красноярская ТЭЦ-1»			Уголь									
		3	ПТ-25-90/10		25,0	25,0							Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		4	ПТ-25-90/10		25,0	25,0							Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		5	ПТ-25-90/10		25,0	25,0							Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		6	ПТ-25-90/10		25,0	25,0							Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		7	ПТ-60-90/13		60,0	60,0							Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		8	ПТ-60-90/13		60,0	60,0							Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		9	ПТ-65/75-90/13		64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	
		10	Р-85-8,8/0,2		87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	
		11	Р-57-130/15		57,0	57,0	57,0	57,0	100,0	100,0	100,0	100,0	Модернизация в 2026 г.
		12	Р-57-130/15		57,0	57,0	57,0	57,0	87,0	87,0	87,0	87,0	Модернизация в 2026 г.
		15	ПТ-35-90				35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		16	ПТ-35-90				35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	485,9	485,9	335,9	335,9	408,9	408,9	408,9	408,9	
Канская ТЭЦ	АО «Канская ТЭЦ»			Дизельное топливо, уголь									
		1	П-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-12-3,4/0,5-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ПР-6-35/5/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Красноярская ТЭЦ-2	АО «Енисейская ТГК»			Мазут, уголь									
		1	Т-110/120-130/3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		2	Т-110/120-130/3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	Т-110/120-130/3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	ПТ-140/165-130/13		139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	
Красноярская ТЭЦ-3	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»			Мазут, уголь									
		1	Т-204/220-12,8-2		208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	
		2	Т-185-130				185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	208,0	208,0	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0	
ТЭЦ РУСАЛ Ачинск	АО «РУСАЛ Ачинск»			Мазут, уголь									
		1	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		2	Р-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		3	Р-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	ПТ-60-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПТ-60-130		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	
Минусинская ТЭЦ г. Минусинск	АО «Енисейская ТГК»			Мазут, уголь									
		1	ПТ-90/105-130/13-1М		89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	89,9	
ТЭЦ Тепло-Сбыт-Сервис	ООО «Тепло-Сбыт-Сервис»			Уголь									
		2	Р-4-35/15/М		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		3	ПР-6-35/15/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ АНПЗ ВНК	АО «АНПЗ ВНК»			Мазут, газ									
		1	Р-6-34/10М-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-6-34/10М-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ДЭС ЗДК Полнос Красноярск	АО «Полнос Красноярск»			Мазут									
		1	Дизель (15Д100)		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
		2	Дизель(15Д100)		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
		4	Caterpillar D3616		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		5	Caterpillar D3616		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		6	Caterpillar D3616		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		7	Caterpillar D3616		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	
Енашиминская ГЭС	ООО «Енашиминская ГЭС»			–									
		1	Инофирма		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
		2	Инофирма		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
		3	Инофирма		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
		4	РО-638-ГМ-84		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
Установленная мощность, всего		–	–		5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	
ТЭЦ-1 ЗДК Полнос Красноярск	АО «Полнос Красноярск»			Уголь									
		1	П-6-3,4/0,5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	П-6-3,4/0,5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	П-6-3,4/0,5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ-2 ЗДК Полнос Красноярск	АО «Полнос Красноярск»			Уголь									
		1	П-8-3,4/0,5		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		2	П-8-3,4/0,5		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		3	П-8-3,4/0,5		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Богучанская ГЭС	АО «Богучанская ГЭС»			–									
		1	РО75-В-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		2	РО75-В-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		3	РО75-В-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		4	РО75-В-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		5	РО75-В-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		6	РО75-В-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		7	РО75-В-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		8	РО75-В-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
		9	РО75-В-750		333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	333,0	
Установленная мощность, всего		–	–		2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	2997,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Ванкорская ГТЭС	ООО «РН-Ванкор»			Попутный газ									
		1	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		2	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		3	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		4	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		5	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		6	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		7	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
		8	MS500IPA		25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	206,4	206,4	206,4	206,4	206,4	206,4	206,4	206,4	
Полярная ГТЭС	ООО «РН-Ванкор»			Газ									
		1	PG6111(FA)			84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		2	PG6111(FA)			84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	84,7	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		169,4	169,4	169,4	169,4	169,4	169,4	169,4	
Электростанция ООО «Тайга Богучаны»	ООО «Тайга Богучаны»			Черный щелок									
		1	П-162-96/28/15/6					162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–				162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Красноярского края

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан-тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	–	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	130,79	130,79
2	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Каштан-тяговая устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,39	3,39

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
3	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кривоно тяговая (С-25); – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26)	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,24	6,24
4	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	АО «Назаровская ГРЭС»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	409,54	151,17
5	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	–	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	100,70	100,70

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
6	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Камарчага устройства АОСН	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	3,39	3,39
7	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Городокская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	57,42	57,42
8	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Партизанская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	229,57	229,57

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
9	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Емельяново-110 с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	120,64	120,64
10	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Бугач тяговая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	261,76	261,76
11	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 230 км	ПАО «Россети»	220	км	–	230	–	–	–	–	–	230	2024	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	14445,93	14271,86

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
12	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран и ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская (Д-47) со строительством участка ВЛ ориентировочной протяженностью 2 км и образованием ВЛ 220 кВ Ергаки – Кызылская ориентировочной протяженностью 150 км	ПАО «Россети»	220	км	–	2	–	–	–	–	–	2	2024	Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва		
13	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) ориентировочной протяженностью 17,3 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	17,3	–	–	–	–	–	–	17,3	2024 ³⁾	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	417,49	412,65
14	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 22,6 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	22,6	–	–	–	–	–	–	22,6	2024 ³⁾	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр		
15	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция КВЛ 110 кВ Левобережная – Кемчуг тяговая I, II цепь с отпайками (С-21, С-22) на участке от ПС 220 кВ Левобережная до отпайки на ПС 110 кВ Бугач тяговая ориентировочной протяженностью 0,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	2×0,2	–	–	–	–	–	–	0,4	2024 ³⁾	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	6,82	6,82
16	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой одного секционного выключателя 110 кВ	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	55,96	55,96

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
17	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Березовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	22,77	22,77
18	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с увеличением пропускной способности	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	22,77	22,77
19	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250	–	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр	984,41	984,41
20	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр	203,16	203,16
21	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Кривоно Тяговая, ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	103,34	103,34

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
22	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I, II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024 ³⁾	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	147,26	147,26
23	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) с увеличением пропускной способности	ОАО «РЖД»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр	11,13	11,13

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

3 ³⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.